

Albinas Žvirblis, UAB „Manifoldas“

VEIKSNIAI, LEMIANTYS NAFTOS GAVYBOS REŽIMO PARINKIMĄ GREŽINIUOSE

Įžanga

Dažnai diskusijose ir atskiruose straipsniuose naftininkams priekaištaujama, kad naftos telkiniai Lietuvoje eksploatuojami labai intensyviai, pasirinkti naftos gavybos režimai grežiniuose per dideli ir visa tai gali privesti prie to, kad į grežinius prasiveržus aslos kraštiniam vandeniui, naftos gavyba kai kuriuose telkiniuose gali būti nutraukta anksčiau laiko. Ir priešingai, naftos gavybą vykdant tausojančiu režimu (mažais debitais) ilgą laiką, iš telkinio galima išgauti daug daugiau naftos. Kaip pavyzdys rodoma Kaliningrado srities (Rusijos Federacija) naftos geologų patirtis, kur, vykdant naftos gavybą iš analogiškų telkinių (iš kambro kvarcinių smiltainių), pasiektas gana aukštas naftos išgavimo koeficientas. Pagrįsti tai, kad numatytas telkinio įsisavinimo modelis, parinkti naftos gavybos iš grežinių režimai yra logiški ir teisingi, beveik neįmanoma. Visada atsiras naftos ekspertas, turintis savą, ypatingą nuomonę, kuri bus diametraliai priešinga pasiūlytai. Šis straipsnis – bandymas panaлізуoti naftos telkinių eksploatacijos metu gautus rezultatus ir pastebėtas tendencijas.

Teoriškai pakanka vieno eksploatacinio grežinio telkinio skliaute, kad būtų išgauta visa nafta. Tačiau kad taip įvyktų, turi būti patenkintos kelios sąlygos: * išgaunamos naftos tūrį tolygiai turi „palaikyti“ aslos ir/ar kraštinio vandens slėgis; * grežinio kirtavietė visą laiką turi būti „neužteršta“; * grežinio įrengimai turi dirbti be remontų; * naftos gavyba, o tai – svarbiausia, turi vykti labai mažais debitais keliasdešimt metų.

Aprašytas idealusis scenarijus neturi nieko bendro su ekonomika. Rinkos ekonomikos dėsniai reikalauja, kad naftos telkinio įsisavinimas būtų rentabilus, investicijos privalo atsipirkti, t.y. grežinių grežimas ir naftos gavyba, nors ir su nedideliu pelnu, turi gražinti įdėtas lėšas. Todėl jau pradiname telkinio įsisavinimo projekte apskaičiuojama, kiek reikia išgręžti eksploatacinių grežinių, kokiu atstumu ir kokiose telkinio vietose, kokiais režimais ir įrengimais numatoma išgauti nafta, kiek laiko tai truks ir ar šis projektas bus pelningas.

Pasirinkimas, koku būdu išgauti naftą, yra gana menkas. Turime pripažinti, kad vienintelis dokumentas, kuriame apibrėžti „eksploatavimo būdai“, – Lietuvos Respublikos aplinkos ministro 2002 m. vasario 27 d. įsakymas Nr. 80 „Dėl taršos integruotos prevencijos ir kontrolės leidimų išdavimo, atnaujinimo ir panaikinimo taisyklių patvirtinimo“ (nauja redakcija – nuo 2005 m. rugpjūčio 26 d.). Jame rašoma:

„*Eksplotavimo būdai: 1) naudojant sluoksnio energiją (savaiminė prietaka – trykštantys grežiniai); 2) padidinant sluoksnio energiją: a) naudojant siurblius; b) įpumpuojant, įslegiant per injekcinius grežinius dujas, vandenį.*“ Norime atkreipti dėmesį, kad šiame įsakyme padaryta klaida – pumpuojant siurbliu (dirbtinis skysčio pakėlimas), joku būdu nepadidinama sluoksnio energija, atvirkščiai, ji mažinama – susidaro depresija.

Kalbant apie naftos gavybą (išteklių naudojimo būdą), naftos telkinys geriausiai eksploatuojamas tuomet, kai taikomi abu būdai: pirma stadija – grežiniai dirba fontanuojančiu režimu (naudojant sluoksnio energiją); antra stadija – iš grežinių nafta išgaunama mechanizuotai (naudojant siurblius), o pro injekcinius grežinius įpumpuojamas gavybos metu gautas sluoksnio vanduo. Praktikoje dažnai taikomos šių stadijų kombinacijos. Pasirenkant naftos gavybos režimą, būtina atsižvelgti į ekonominį, techninį ir geologinį kriterijus.

Ekonominis. Jei grežinio debitas labai mažas, jį reikia didinti, kad naftos gavyba būtų rentabili. Šiam parametru didžiausios įtakos turi naftos kainų pokyčiai pasaulinėje rinkoje. Jeigu naftos kaina didėja (ypač smarkiai, kaip šiuo metu), tuomet naudinga eksploatuoti ir grežinius, kurių debitas labai mažas. Mažo debito grežinio rentabilumas priklauso ir nuo to, ar jis eksploatuojamas atskiroje naftos gavybos aikštelėje, ar kartu su kitais šalia esančiais grežiniais, kokie įrengimai naudojami gavybai, kiek gavybos metu išgaunama sluoksnio vandens, kurį vėliau reikia utilizuoti, kaip dažnai grežinį tenka remontuoti. Pabandyti padidinti naftos gavybą

galima įvairiais būdais, pavyzdžiui, tiesiog giliai, jeiigu galima, nuleisti giluminį siurblių, kad būtų pažemintas fluido dinaminis lygis gręžinyje, arba gręžinyje atlikti intensifikavimo darbus (hidropaplėšimą, hidrosmlėlinę perforaciją ir pan.). Ekonomistai apskaičiavo, kad kol naftos pardavimo kaina svyruoja nuo 40 iki 70 JAV dolerių už 1 barelį, Lietuvoje gręžinį eksploatuoti apsimoka, kai išgaunamos naftos debitas 0,5-2 m³/d. Tokia palanki situacija leidžia, iš vienos pusės, dar kurį laiką pratęsti naftos gavybą mažais debitais, o iš kitos pusės, tokiu būdu iš telkinio išgaunamas papildomas naftos kiekis.

Techninis. Pasirinkti įrengimai ar technologinis režimas turi atitikti naftos sluoksnio pajėgumą, nes kiekviename eksploataciniame gręžinyje per jo gyvavimo istoriją gavybos našumas kinta. Iš pradžių, dirbant fontanuojančiu režimu ar ką tik pradėjus mechanizuotą gavybą, gręžinio debitai būna maksimalūs. Tuo metu gavyba vykdoma palankiausiomis sąlygomis: aukštas pradinis naftos sluoksnio slėgis, padidėjęs dujų faktorius, nesusiformavusi maitinimo zona, minimalus gręžinio kirtavietės užteršimas. Gavybos metu aukščiau išvardinti parametrai pradeda prastėti ir po kelerių metų iš gręžinio išgaunama 2, 3 ar net 10 kartų mažiau naftos bei fluido. Gavybos įrengimai, kurie buvo skirti naftai išgauti dideliais debitais, tampa ekonomiškai nenaudingi debitams sumažėjus. Juos tenka periodiškai stabdyti, nes didelių, energiška imlių įrenginių darbas gerokai padidina kiekvienos išgautos naftos tonos savikainą. Todėl pasitaiko atveju, kai, nežūrint į išlaidas, kai kuriuose gręžiniuose bendrovės būna priverstos sumontuoti įrengimus keisti į mažesnio pajėgumo.

Dabar naftos gavybos bendrovės naudoja įvairių tipų mechaninio pakėlimo siurblius – srautinius, svirtinius, sraigtingus ir pan. Kiekvienas šių siurblių turi optimalų gavybos diapazoną, kuomet siurblių techniniai parametrai išnaudojami geriausiai. UAB „Manifoldas“ naftai išgauti naudoja giluminius – svirtinius siurblius (*beam pump*). Šio tipo siurbliai labai tinka naftą eksploatuoti nedideliais debitais (bendrovės gręžinių debitai svyruoja nuo kelių iki 10-25 m³/d, maksimalus pasiektas debitas – 40 m³/d), juos instaliuoti, pakeisti ir remontuoti nesudėtinga, plačiu diapazonu galima reguliuoti naftos gavybos tempus. Palyginti nedidelė jų kaina ir energijos sunaudojimas.

Geologinis. Naftos telkinio geologija – pagrindinis veiksnys, apsprendžiantis gavybos režimo pasirinkimą. Nuo naftos rezervuaro erdvinių

parametrų, naftingų uolienu poringumo ir skvarbumo, naftos prisotinimo, naftosparų ir kolektorijų išdėstymo telkinio plote ir pjūvyje, naftos išstūmimo mechanizmo ir kt. priklauso, kiek eksploatacinių gręžinių bus gręžiama, kokie bus pasirinkti naftos gavybos režimai, kad iš telkinio būtų išgauta kuo daugiau naftos.

Mūsų turima informacija, Kaliningrado srityje, kur eksploatuojami analogiški naftos telkiniai, taikomi naftos gavybos režimai neatitinka tų, kokie pasirinkti Lietuvos naftos gavybos bendrovėse. Kaliningrado srities naftos telkinių kolektorinės savybės (poringumas, skvarbumas) daug geresnės negu Lietuvos telkiniuose, naftos klodai homogeniški, beveik nėra izoliuojančių tarp sluoksnių ir nafta faktiškai „plūduriuoja“ virš vandens. Tokiais atvejais gavyba iš gręžinių, išgręžų į naftos klodą, turi būti vykdoma neforsuojant, kad nafta būtų renkama tolygiai ir neįvyktų staigus aslos vandens prasiveržimas.

UAB „Manifoldas“ patirtis

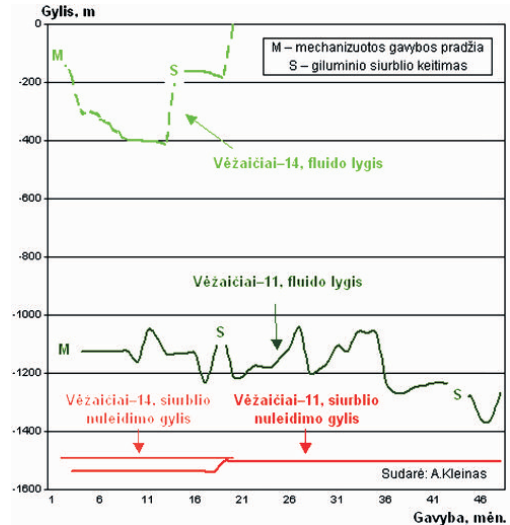
Bendrovės eksploatuojamuose telkiniuose iki vandens naftos kontakto (VNK) yra keli izoliuojantys tarp sluoksniai, kurie iki minimumo sumažina kambio vandens vertikalią migraciją. Vėžaičių telkinyje 95 % naftos lokalizuojasi I sluoksnyje, Ablingos ir Šiaurės Vėžaičių (Antkopčio) telkiniuose apskritai tik I sluoksnis yra naftingas. UAB „Manifoldas“ eksploatacinius gręžinius visada gręžia tik į I naftos sluoksnį (Vėžaičių telkinyje dviejuose gręžiniuose buvo atidengtas ir II sluoksnis, bet išskeltame kerne šiaame intervale naftos požymių nebuvo). Taigi jeiigu tarp eksploatuojamo naftos sluoksnio ir VNK paliekama vientisa naftospara, mechanizuotą naftos gavybą galima vykdyti sąlyginai didesniais tempais. Giluminiai svirtiniai siurbliai nuleidžiami į 1450-1550 m gylį, naftos fluido dinaminis lygis užvamzdyme palaikomas 1000-1300 m intervale, – susidaro apie 90-110 atm. depresija. Toks gavybos režimas ypač pasiteisino Vėžaičių naftos telkinyje, kurio naftingų uolienu kolektorinės savybės prastos, nuo aslos vandens jas patikimai izoliuoja nepralaidūs molingi tarp sluoksniai.

Iš visų bendrovėje dirbančių gręžinių, tik dviejuose (gręž. Vėžaičiai-14 ir gręž. Ablinga-7) dėl geologinių priežasčių buvo pasirinkti kitokie naftos gavybos režimai. Juose gavyba vykdoma tausojančiu režimu – svirtinio siurblio darbas nustatytas taip, kad fluido dinaminis lygis gręžiniuose būtų laikomas kuo arčiau žemės

paviršaus lygio. Tai maždaug atitinka tai, ko nuolat reikalauja kai kurie ekspertai sakdami, kad tik sumažinti gavybos tempai garantuoja racionalią telkinių eksploataciją ir didesnį naftos išgavimą iš jų. Tačiau kelerių metų faktinės gavybos rezultatai prieštarauja tokioms išvadoms. Aišku, išsamiam apibendrinimui dviejų gręžinių naftos gavybos statistinių duomenų nepakanka, bet turime informacijos, kad ir kitose bendrovėse pastebėtos panašios tendencijos.

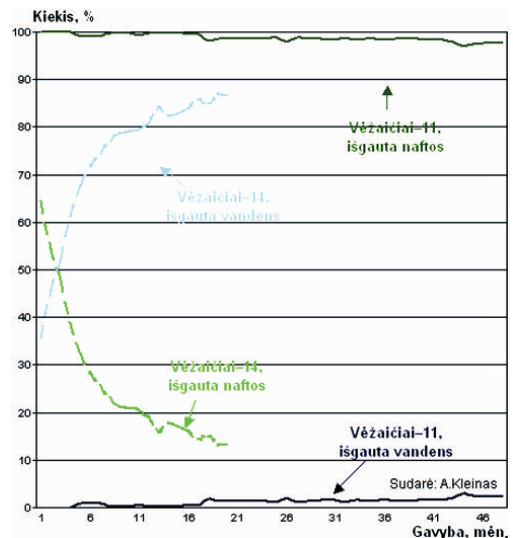
Iškreivintas gręžinys Vėžaičiai-14 išgręžtas centrinėje telkinio dalyje, maždaug 1,2 km į vakarus nuo Gargždų regioninio lūžio ir maždaug 1,0 km nuo telkinio VNK. Gręžinys išgręžtas viename iš lokalių kupolų, kurie komplikuoja Vėžaičių telkinio struktūrą. Pagal absoliutinį aukštį kambro kraigas atidengtas 1973 m gylyje, t.y. Vėžaičių telkinio aukščiausioje vietoje. Subhorizontali 60 m ilgio sekcija kirto I ir iš dalies II naftos sluoksnius (pagal tikrąjį vertikaliąjį gylį – 12,5 m nuo kambro kraigo). Beveik iš karto gręžinyje buvo pradėta mechanizuota naftos gavyba ir labai greitai buvo užfiksuotas vandens didėjimas išgautame naftos fluide. Toks ankstyvas vandens pasirodymas buvo sunkiai suvokiamas. Tai buvo bandoma aiškinti tuo, kad kažkur netoli yra 3D seisminiais tyrimais nenustatyta vertikali tektoninių plyšių zona, pro kurią aslos vanduo patenka į gręžinio maitinimo zoną. Arba reikia sutikti su 1976 m. Vėžaičių telkinio geologinės ataskaitos autoriais, kurie dėl blogų kolektorinių savybių Vėžaičių telkinį laikė viena pereinama vandens-naftos zona. Norint nors šiek tiek sumažinti gavybos metu išgaunamo vandens kiekio didėjimą, buvo nuspręsta „sušvelninti“ siurblio darbą: pasirinktas gavybos režimas fluideo dinaminį lygį gręžinio užvamzdyje leido laikyti 200-400 m gylyje (1 pav.). Tai yra beveik fontanuojantis režimas, kuomet į gręžinį priteka tiek naftos, kiek jos gali savaimė atiduoti naftos sluoksnius, o mechanizuota gavyba reikalinga tik gręžinio kirtavietėje nuolat besikaupiančiam sluoksniui vandeniui išpumpuoti. Tačiau per nepilnus dvejus gręžinio eksploatacijos metus vandens kiekis fluide vis tiek pasiekė 85 %. Tiesa, pirmais gręžinio eksploatacijos mėnesiais vandens kiekio kreivė buvo labai stati, vėliau ji pradėjo lėkštėti (2 pav.). Aslos vandens prasiveržimo atveju šis procesas turėjo būti atvirkščias.

Visiškai kitokia situacija eksploataciniame gręžinyje Vėžaičiai-11. Gręž. Vėžaičiai-11 vertikalus, išgręžtas 550 m į šiaurės rytus nuo gręž.



1 pav. Naftos fluideo dinaminio lygio kaita gręž. Vėžaičiai-11 ir gręž. Vėžaičiai-14.

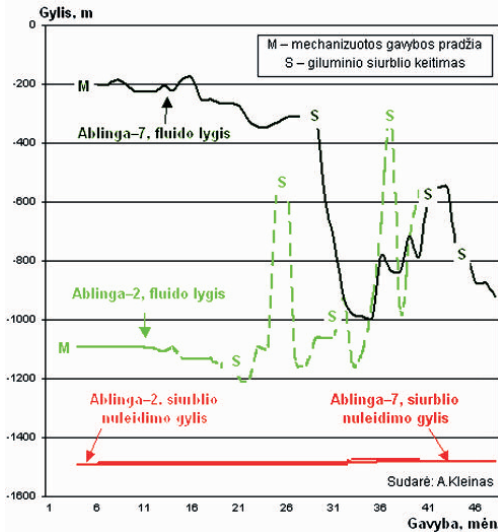
Fig. 1. Variations in dynamic level of oil fluid in the wells Vėžaičiai-11 and Vėžaičiai-14. M – the start of mechanised production; S – replacement of pump.



2 pav. Naftos fluideo sudėties kaita gręž. Vėžaičiai-11 ir gręž. Vėžaičiai-14.

Fig. 2. Variations in composition of oil fluid in the wells Vėžaičiai-11 and Vėžaičiai-14.

Vėžaičiai-14, tad atstumai nuo Gargždų lūžio ir telkinio VNK analogiški. Gręž. Vėžaičiai-11 kambro kraigo absoliutinis aukštis yra 4 m žemiau (-1977 m), kambro naftingame horizonte pragręžta 12,3 m (I ir iš dalies II naftos sluoksniai). Naftos eksploatacija šiame gręžinyje vykdoma 6 metai. Čia iš karto buvo

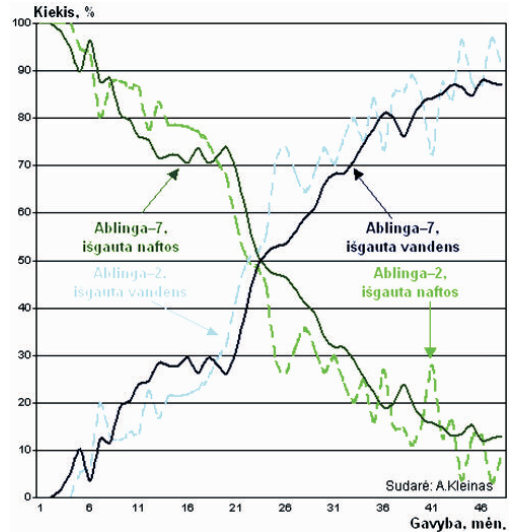


3 pav. Naftos fluideo dinaminio lygio kaita gręž. Ablinga-2 ir gręž. Ablinga-7.

Fig. 3. Variations in dynamic level of oil fluid in the wells Ablinga-2 and Ablinga-7. M – the start of mechanised production; S – replacement of pump.

pasirinktas intensyvus mechanizuotos gavybos režimas, kuomet dinaminis fluideo lygis gręžinyje laikomas ne aukščiau kaip 1100-1200 m, o po trejų eksploatacijos metų – net 1300 m gylyje (žr. 1 pav.). Tačiau nors per 4 metus naftos gavyba gręžinyje sumažėjo 2 kartus (nuo 36 iki 18 m³/d), santykinis vandens kiekis fluide tesudaro kelis procentus (žr. 2 pav.).

Išvardintiems teiginiams pagrįsti peržvelkime Ablingos naftos telkinį eksploatuojančių gręž. Ablinga-2 ir gręž. Ablinga-7 mechanizuotos naftos gavybos kreives. Gręž. Ablinga-2 išgręžtas arti VNK, struktūros rytinėje dalyje, gręž. Ablinga-7 – struktūros centre. Norint iki minimumo sumažinti kraštinio vandens pritekėjimą gręž. Ablinga-7, buvo pasirinktas labai tausojantis svirtinio siurblio darbo režimas. Mechanizuotos gavybos režimas buvo nustatytas toks, kad pirmuosius 2 metus dinaminis fluideo lygis gręžinyje būtų laikomas 180-340 m gylyje nuo žemės paviršiaus (3 pav.). Nežiūrint į tai, kad ilgą laiką gręž. Ablinga-2 fluideo lygis užvamzdyje buvo laikomas 1000-1200 m intervale, o gręž. Ablinga-7 lygis nenukrisdavo žemiau 340 m gylio, naftos gavybos kritimas ir apvandeninimo tempai buvo visiškai identiški (4 pav.). Gavybos metu atliekami vandens matavimai, „barel“ testai beveik iš karto užfiksavo nuolat didėjančią vandens priemaišą naftos fluide. Nežiūrint visų pastangų uo



4 pav. Naftos fluideo sudėties kaita gręž. Ablinga-2 ir gręž. Ablinga-7.

Fig. 4. Variations in composition of oil fluid in the wells Ablinga-2 and Ablinga-7.

ilgiau vykdyti naftos gavybą, 2004 m. rugpjūtį gręž. Ablinga-2 vandens ir naftos santykis išgavamame fluide pasiekė nerentabilumo lygį. Tuo metu gręž. Ablinga-2 paros debitas buvo apie 7,1 m³/d vandens (97 %) ir vos 0,2 m³/d naftos (3 %). Netrukus naftos gavyba iš šio gręžinio buvo nutraukta, o nuo 2004 m. spalio mėn. gręžinys pradėtas naudoti kaip injekcinis. Gręž. Ablinga-7 naftos gavyba vykdoma iki šiol, nors naftos debitas tesudaro kelis kubinius metrus.

Baigiamosios pastabos

Net iš pateiktų kelių pavyzdžių aišku, kad naftos gavybos režimo pasirinkimas – labai sudėtingas procesas, kuomet ne visada galima prognozuoti rezultatus. Priklausomai nuo gręžinio vietos telkinyje, ryšio su kitais veikiančiais gręžiniais ir atliekant pastovius stebėjimus, kiekvienam gręžiniui bandoma ieškoti racionaliausio gavybos režimo. Deja, reikia pripažinti, kad siūlomi sprendiniai ne visada pasiteisina, nes labai daug veiksnių, tarp jų ir nežinomų, reikia numatyti. Viename gręžinyje pasirinktu intensyviu režimu galima stabiliai dirbti gana ilgai, kitame – net „palengvintas“ režimas neduoda jokio efekto. Atsitinka ir taip, kad per metus naftos gavyba iš gręžinio nukrinta iki nulio, ir tai atsiranda ne dėl netinkamo gavybos režimo, o todėl, kad rezervuaro

kolektoriai prasti, nėra plyšių, naftos drenavimas į gręžinį ribotas. Niekada, neturint faktinių duomenų, negalima teigti, jog telkiniuose naftos gavyba vykdoma per intensyviai arba nepasirink-

tas tausojantis gavybos režimas. Tikrai naivu tikėtis, kad jeigu eksploataciniuose gręžiniuose bus du kartus sumažinti naftos gavybos tempai, iš telkinio bus išgauta du kartus daugiau naftos.

Summary

Factors Determining Choice of Oil Production Regime in the Wells

During discussions or in the articles, oilmen are often rebuked for a very intense development of oil fields in Lithuania or high regime of oil production, hence, threatening the invasion of bottom or edge water into a well. Then, oil production in some wells could be stopped before the estimated time. Moreover, the sustainable regime used in a longer period would enable to produce more oil from the field. The example is given from the experience of Russian geologists from Kaliningrad Oblast, showing that rather high rate of oil production from analogous oil fields (Cambrian quartz sandstone) was reached. It is almost impossible to substantiate that the planned model of oil field development and regime of oil production from wells are logical and right. Always an oil expert will come up with his special opinion that opposes the proposed one.

Theoretically, it is enough to use one borehole in the roof of the oil reservoir in order to extract all oil from it. Nevertheless, in order to reach this, several requirements must be met: the volume of the oil produced should be maintained at a constant pressure of the bottom or edge water; the borehole should be always clean; the well equipment should operate without a repair; and oil production should proceed at a low rate for several decades.

The attempt is made to analyse the results obtained during operation of oil fields and tendencies observed. Market economy requires that development of oil field was profitable—the investments should be paying, i.e. the investments into well drilling and oil production from these wells must return with at least small interest. Therefore, already the initial project of well field development contains calculations about the number of wells to be drilled and their distribution in the area, the regime and duration of oil production and equipment, as well as profitability also assessed.

The choice of oil production regime depends on several factors: economic, technological and geological. The geological factor being the main one comprises oil field structure and features.

The spatial parameters of oil reservoir, porosity of oil-rich deposits and permeability characteristics, oil saturation, distribution of oil-impermeable beds and collectors in the area and the section of the oil field, oil extrusion mechanism etc. determine the decision how many wells should be drilled, what production regimes would be chosen in order to extract the maximum volumes of oil from the beds.

The information available by us showed that oil production regimes applied in the neighbouring Kaliningrad Oblast, where analogous oil fields are being developed, do not correspond to those applied by Lithuanian oil production companies. Collecting features (porosity, permeability) of oil fields in Kaliningrad Oblast are significantly better than in Lithuania, since oil-bearing beds are homogenous, with only few isolating interlayers, and oil is, in fact, floating above the water. Under such conditions, the extraction from wells drilled into the oil-bearing bed must be sustainable in order to avoid sudden invasion of water from the bottom.

The examples given in the paper show that the choice of oil production regime in the wells is a very complex task with high responsibility for the results, which can be foreseen not always. Depending on the place of the well in the field and its links with other wells, under conditions of a special monitoring, the efforts are made to find the most rational regime of production. The regimes chosen, however, not always, serve the purpose, since a good deal of factors, often unknown, should be taken into account. An intensive regime chosen for one well can give good results, while the same one, even being reduced, is not efficient in another well. Sometimes it happens that the production from a well drops down to zero, and the reason is not in the choice of the regime, but it is due to bad collector conditions and absence of cracks, thus, causing limited drain of oil into the well. Therefore, when some oil production experts having no factual data say that the regime chosen had been too intensive or not sustainable, their conclusions are unreasoned and irresponsible. It is naïve enough to believe that, having chosen the production rate half as big, more oil would be produced from the oil field.